

Analisis Keekonomian Lapangan Shale Gas di Formasi Meliat Cekungan Tarakan Menggunakan Skema Kontrak Kerja Sama Gross Split = Economic Analysis of The Shale Gas Field in Meliat formation Tarakan Basin Using Gross Split Contract Scheme.

Siti Zahra Wahyunita, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20499918&lokasi=lokal>

Abstrak

ABSTRAK

Selisih antara jumlah pasokan dan kebutuhan gas bumi di Indonesia yang semakin meningkat setiap tahunnya diakibatkan jumlah pasokan gas bumi semakin menurun dan kebutuhan akan gas bumi yang semakin meningkat serta kurangnya penemuan cadangan gas terbaru. Hal ini mendorong pemerintah Indonesia untuk mengembangkan sumber daya gas lainnya seperti shale gas sehingga dapat diproduksi secara komersial. Potensi shale gas Indonesia diperkirakan mencapai 574 TCF yang tersebar di Sumatera, Kalimantan, Jawa dan Papua. Formasi Meliat yang berada di Cekungan Tarakan memiliki sumber daya shale gas yang bisa dihasilkan secara teknis sebesar 3.8 TCF dari gas-in-place resiko sebesar 25.1 TCF. Tujuan penelitian ini mengkaji skema kontrak gross split terhadap aspek keekonomian dari pengembangan lapangan shale gas di Formasi Meliat, Cekungan Tarakan.

Skenario dasar dalam penelitian ini yaitu membuat tiga profil laju alir yang dikembangkan dengan menggunakan kurva penurunan hiperbolik Arps, antara lain profil produksi rendah dengan laju alir awal (q_i) sebesar 50 mmcf/mo, profil produksi sedang $q_i=125$ mmcf/mo dan profil produksi tinggi $q_i=200$ mmcf/mo. Amerika Serikat dan lapangan migas terdekat menjadi benchmarking dalam membuat biaya investasi pengembangan lapangan shale gas di Cekungan Tarakan. Pada kondisi analisis kontrak gross split memiliki $NPV>0$, $IRR>10\%$ pada profil produksi sedang dan tinggi. Analisis sensitivitas dilakukan pada profil produksi, biaya pengeboran dan harga gas. Hasil analisis menunjukkan bahwa faktor yang lebih berpengaruh terhadap peningkatan NPV dalam kontrak gross split adalah profil produksi. NPV positif dicapai ketika gas bumi dijual pada \$9.24/MMBTU pada profil produksi sedang dan \$6.43/MMBTU pada profil produksi tinggi.

ABSTRACT

The difference between the amount of supply and demand of natural gas in Indonesia is increasing each year year due to the decreasing natural gas supply with increasing demand and the lack of discovery of the latest gas reserves. This encourages the Indonesian government to develop other gas resources such as shale gas so that it can be produced commercially. Shale gas potential in Indonesia was predicted reached 574 TCF which spread in Sumatra, Kalimantan, Java and Papua. Meliat Formation, located in Tarakan Basin has shale gas potential in which 3.8 TCF is technically recoverable with 25.1 TCF risked gas in place. The purpose of this study is to examine the gross split contract scheme on technoeconomic aspect of shale gas field development in Meliat Formation in Tarakan Basin.

The basic scenario in this research is to create three flow rate profiles developed using the Arps hyperbolic decline curves, consist a low production profile with initial production (q_i) of 50 mmcf / mo, medium production profile $q_i = 125$ mmcf / mo and high production profile $q_i = 200$ mmcf / mo. The The United

States and the nearest oil and gas field in Tarakan Basin have become a benchmark in making investment costs for the development of this shale gas field. In the analysis condition, gross split contracts have NPV > 0, IRR > 10% on medium and high production profiles. Sensitivity analysis is carried out on the production profile, drilling costs and wellhead gas price. The analysis shows that the factor that has more affected on the increase in NPV in gross split contract is the production profile. A positive NPV is reached when gas price is \$ 9.24 / MMBTU at medium production profile and \$ 6.43 / MMBTU at high production profile.